



TORSTEIN BYE
Fagdirektør, Statistisk sentralbyrå

Et mer effektivt kraftsystem

Flere, jevnere og lavere kraftpriser¹

Vannbeholdningen i norske kraftmagasiner vinteren 2011 er prosentvis lavere enn noen gang tidligere. Likevel ligger kraftprisene under kostnaden ved utbygging av ny kraftproduksjonskapasitet. På tross av påstander om det motsatte, er også prisene stort sett om lag like i alle områder i Norge (sett over uker eller måneder). Lave priser er et kraftig signal om at vi ikke skal investere i mer produksjonskapasitet. Det deregulerte markedet vi fikk etter 1991 lever fortsatt varene. Innimellom vil imidlertid kraftprisene være høye, og forskjellige i ulike områder. Det skyldes midlertidige kapasitetsproblemer og liten fleksibilitet i etterspørselen. Et velfungerende marked krever en effektiv organisering og gode insitamenter til aktørene slik at man kan minimere problemene i perioder med slike skranker og høy etterspørsel etter kraft. Målet er at du og jeg, gjennom varierende priser og tilpasning, kan hjelpe markedet å fungere og bidra til å gi best mulig signaler til nyinvesteringer. I denne artikkelen diskuteres hvordan man kan effektivisere et allerede rimelig godt fungerende kraftmarked. Nodeprising, økt fleksibilitet på etterspørsel- og tilbudssiden og mer relevant informasjon er stikkord.

1. BAKGRUNN

Vinteren 2009/2010/2011 var preget av uvanlig kulde, begrensinger i overføringskapasiteter og høye priser. Likevel har ikke prisene i 2010/2011 nådd samme nivå som 2009/2010 da prisene på noen tidspunkter var borti mot 30 ganger høyere enn normalt i deler av det nordiske kraftmarkedet. Den 17. desember 2009, 8. januar 2010 og 22. februar 2010 var prisene mellom 8 kr/kWh og 12 kr/kWh i flere timer. Prisnivået i dette markedet ligger

vanligvis rundt 40–50 øre/kWh. Reaksjonen fra mange var at noe måtte være riv ruskende galt i et marked som kunne levere slike priser. Hva var grunnen til de ekstreme prisutslagene, var det et tegn på at markedet ikke fungerte optimalt, og hva bør i så fall gjøres for å effektivisere markedet? Og hvorfor har vi så høye priser generelt i Norge når vi har så mye tilgang på energi?

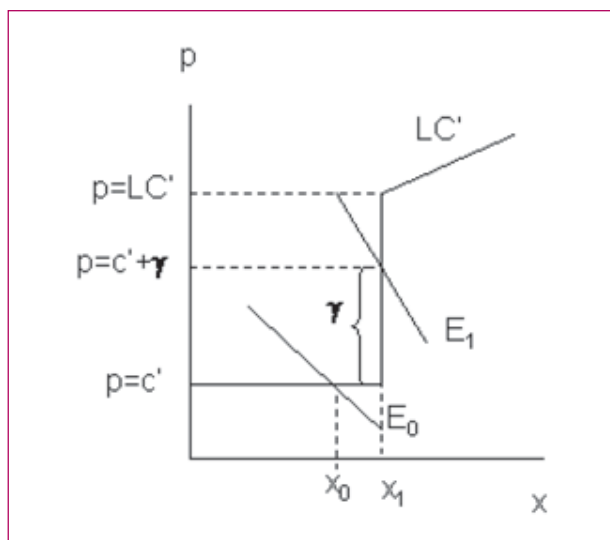
Før vi går inn på disse spørsmålene, vil vi kort forklare hvordan prisene bestemmes.

¹ Deler av artikkelen baserer seg på Bye, Bjørndal, Doorman, Kjølle og Riis (2010). Takk for gode kommentarer til førsteutkast fra Jørgen Bjørndalen og en anonym referee.

Hva sier teorien om dette?

Kraftprisen bestemmes av litt ulike faktorer på lang og kort sikt. På *lang sikt* må prisen dekke både investerings- og driftskostnader for at investeringer skal være lønnsomme. På *kort sikt* må minst driftskostnadene dekkes. I det norske vannkraftsystemet er det svært store forskjeller i de kort-siktige og de langsiktige kostnadene.

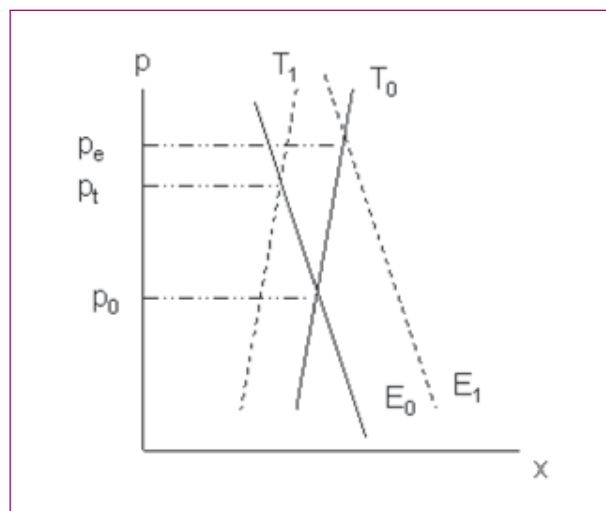
Figur 1. Prisfastsettelsen i et kraftmarked med store forskjeller i kortsiktige og langsiktige kostnader



Figur 1 illustrerer tilpasningen i et marked med stor forskjell på de kortsiktige enhets driftskostnadene (her forenklet antatt konstante = c') og totale enhetskostnader (altså inklusive investeringskostnadene) og gitte produksjonskapasiteter på kort sikt. Om sommeren kan den eksisterende etterspørselen, E_0 , tilfredstilles til en pris lik driftskostnadene, dvs. ved $p=c'$ og mengde x_0 . På vinteren vil kapasiteten være begrenset, x_1 , og prisen bys opp for å få likevekt med etterspørselen, E_1 . Da oppstår en skyggepris på kapasiteten, γ . Prisen blir lik enhets driftskostnad pluss skyggeprisen på kapasitet. Denne skyggeprisen sier noe om verdien av å investere i ny kapasitet. Men det er ikke lønnsomt med nye investeringer før prisen blir lik de totale enhetskostnadene ved ny kapasitet, $p=LC'$. Av dette følger at skyggeprisen på kapasitet γ må være minst lik enhets annuiserte investeringskostnader, $LC'-c'$. Det er altså ikke tilstrekkelig at prisen er høy i bare noen perioder, den må i «gjennomsnitt» over den aktuelle kapasiteten og levetiden for denne være minst så høy for at prosjektet skal være lønnsomt. Av dette følger følgende: i) prisen kan variere svært mye i et system med begrensede kapasiteter i forhold til etterspørselen og ii) prisen kan i perioder være

over totale enhetskostnader ved ny kapasitet uten å utløse investeringer i kapasitet. I et vannkraftmarked hvor man kan lagre vannet vil man forsøke å jevne ut prisene over perioder – se Førsunds artikkel annet sted i dette nummer.

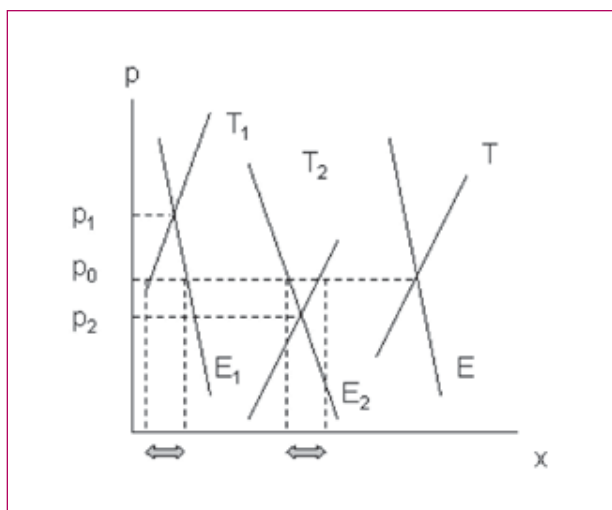
Figur 2. Prisfastsettelsen ved varierende etterspørsel og tilbud når prisresponsen i begge er lav



I praksis er sjelden kapasiteten eksakt utnyttet, men det kan være svært dyrt å utnytte den siste delen av denne. For eksempel kan verdien av vannet som benyttes i vannkraftproduksjon være svært høy på et fremtidig tidspunkt og dermed vil dette reflektere en alternativkostnad ved bruk av dette på kort sikt. Det betyr at vi har en vanlig stigende tilbudskurve men den kan være svært bratt (lite elastisk). Tilsvarende vil mange hevde at vi som forbrukere har liten mulighet til å tilpasse oss når prisene endres – altså at etterspørselskurven også er svært bratt (lite elastisk). Dette er illustrert i figur 2. Vi starter med en likevekt mellom tilbud og etterspørsel i periode 0, T_0-E_0 der prisen er lik p_0 . Så øker etterspørselen kraftig på grunn av for eksempel ekstrem kulde, E_1 . Da øker også prisen kraftig til p_e . Vi kan også få svikt i tilbudet ved for eksempel sviktende tilførsel av vann eller ved at atomkraft (i Sverige) tas ut til reparasjon eller lignende. Nytt lavere tilbud T_1 medfører da at prisen igjen går kraftig opp til p_t . Om jeg som forbruker eller du som produsent hadde vært mer fleksible (flatere kurver) så ville priseneffektene i disse situasjonene blitt mindre. Hvordan kan vi så bli mer fleksible – jo ved å investere i fleksibilitet (for eksempel alternativ oppvarming i boligene våre). Lønnsomheten ved å investere i fleksibilitet vil avhenge av at vi i noen perioder opplever høyere priser. Vi kan da vri oss bort fra disse høyprisperiodene og utnytte situasjonen når prisen faller igjen. Om vi ikke utsettes for

høye priser vil vi ikke finne lønnsomhet i slike investeringer. Vi oppnår altså to effekter: i) ved å være fleksible blir priseffektene mindre enn de ellers ville vært og ii) ved å oppleve varierende priser vil det være lønnsomt å investere i fleksibilitet for å inngå de høye prisene. Vi hjelper altså markedet å fungere effektivt på både kort og lang sikt.

Figur 3. Prisfastsettelsen ved handel mellom områder



Så langt har vi sett på produksjonskapasiteter. Siden kraftproduksjon og forbruk sjelden er lokalisert på samme sted i like store mengder og kostnaden ved produksjon i ulike områder er ulik er det etablert overføringslinjer mellom områder. I figur 3 har vi illustrert to områder som begge har produksjon og forbruk, henholdsvis T_1-E_1 og T_2-E_2 . Det er relativt dyrere å produsere i område 1 enn i område 2 og både tilbud og etterspørsel er mindre. Om dette var to områder uten overføringsforbindelse mellom dem så ville prisen i område 1, p_1 være høyere enn prisen i område 2, p_2 . Så etablerer vi en overføringsforbindelse mellom områdene slik at de kan handle med hverandre. Da vil prisen i område 1 gå ned, p_0 , og vi får større etterspørsel og mindre produksjon i området. Prisen i område 2 vil gå opp og de vil produsere mer og etterspørre mindre. Dette vil frigjøre kraft til overføring fra område 2 (som etterspør mindre og tilbyr mer) til område 1 (som etterspør mer og produserer mindre). Arealene mellom etterspørselskurven og tilbudskurven i de to områdene utgjør i utgangspunktet velferden i de to områdene. Når vi åpner opp for handel så utgjør arealet mellom de totale tilbuds og etterspørselskurvene (T-E) samfunnets velferd. Forskjellen mellom de to velferdsmålene gir verdien av kabelforbindelsen mellom områdene. Denne må da settes opp mot investeringskostnaden ved denne kabelforbindelsen (pluss driftskostnadene). Vi ser altså at investeringer

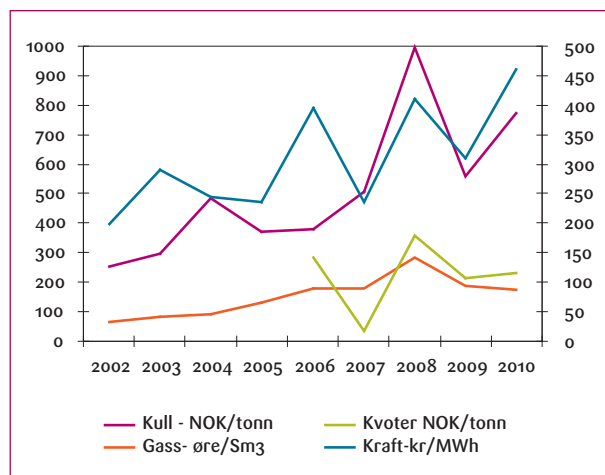
i kabler mellom områder ikke skal foretas med en gang det oppstår prisforskjeller, men investeringskostnaden skal måles mot endringer i velferds målet. Tilsvarende resonnement gjelder når kabelforbindelsen er beskrænket. Da blir prisene forskjellig i de to områdene men det er ikke opplagt at det likevel skal investeres siden verdien jo utgjøres av prisforskjeller og volum på lang sikt.

HVORDAN BESTEMMES PRISENE I PRAKSIS?

Lang sikt

I Norge produseres elektrisk kraft vesentlig ved hjelp av vann, i tillegg til noe gass og vind, mens kraften produseres ved bruk av gass, kull, olje og uran, og i stigende grad vind og biobrensel i våre naboland.

Figur 4. Utviklingen i gjennomsnittspriser for noen energibærere. 2002–2010



Med ledig kapasitet i overføringslinjene mellom landene vil prisen bli den samme i Norge og våre samhandelsland. Videre er utviklingen i gass- og kullpriser og prisen på utslippsrettigheter i kvotemarkedet for CO₂ viktige forklaringsfaktorer for prisutviklingen.

Figur 4 illustrerer hovedårsakene til at strømregningen har økt de siste 10 årene. Prissvingningene på kull og gass har vært store, men viktigere er det at nivået er om lag fordoblet fra 2002 til i dag. Sammen med introduksjon av kvotemarkedet for CO₂ har dette bidratt til å fordoble kraftprisen.

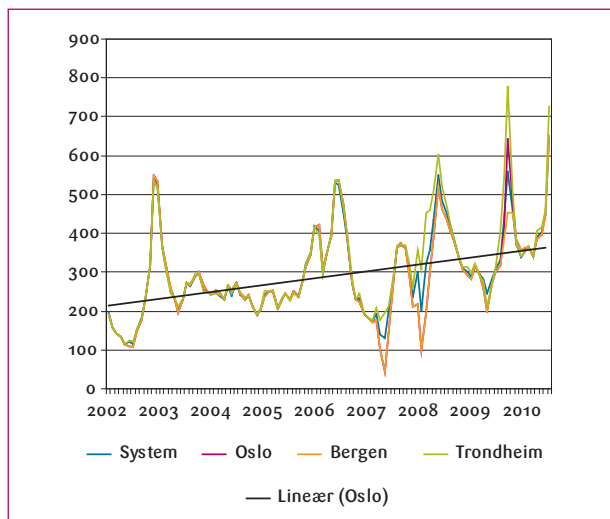
Det eksisterer også forwardmarkeder for kraft (finansielle markeder) som sier noe om forventet prisutvikling. På <http://www.nasdaqomxcommodities.com/> noteres slike kontrakter for 1 til 5 år fram i tid. Fremtidsprisen

på kraft i det nordiske markedet i 2014–2016 var i mars 2011 rundt 38 øre/kWh, det vil si om lag 10 prosent lavere enn gjennomsnittsprisen i 2010. Denne prisen er for lav til å initiere nye kommersielle investeringsprosjekter i kraftproduksjons-kapasitet i stort omfang. En hovedgrunn til de lave futuresprisene er norske og utenlandske myndigheters bruk av støtteordninger til nyinvesteringer (ENOVA i Norge, elsertifikater, støtte til energisparing). Investeringsene er altså ikke lønnsomme for aktørene direkte i markedet, men betales delvis via skattededden og de offentlige budsjettene. Den enkeltes personlige strømforbruk synes dermed å bli betraktet som en del av et kollektivt gode som andre må være med å betale for. Disse subsidiene tilfaller først og fremst de nye kraftprosjektene men også store kraftforbrukere gjennom lavere priser. Det er kanskje ikke så rart at industrien da støtter tiltakene.

Kort sikt

De kortsiktige prisene fastsettes på kraftbørsen Nord Pool Spot. Innen klokken 12 hver dag sender alle kraftleverandører og alle store etterspørrere inn bud som former stigende «tilbudsfunksjoner» og fallende «etterspørselsfunksjoner» for alle timer neste døgn.

Figur 5. Områdepriser for kraft i Norge Gjennomsnittlige månedstall, Kr/Mwh



Statnett har da allerede informert Nord Pool Spot om hvilke overføringskapasiteter de kan regne på mellom på forhånd bestemte områder. Nord Pool offentliggjør beregnet markedslikevekt i alle områder og timer et par timer senere. Om overføringskapasiteten mellom områder er beskrankende, regnes det ut en pris for hvert område. Når vi nedenfor omtaler kraftmarkedet er det dette markedet det refereres til.

De store fluktuasjonene i kraftprisen på kort sikt (time, uke) skyldes i hovedsak begrenset kapasitet i produksjon og overføring. På lenger sikt vil vannskranker ha betydning (måneder, kvartaler, sesonger). Når kapasiteten er gitt, er tilbudet gitt og prisvariasjonene vil kunne bli betydelige ved skift i etterspørselen, som vist i figur 1. Med mer vindkraft vil vindforhold få økt betydning for kortsiktige prisvariasjoner (se forøvrig Førsund i en annen artikkel i dette nummer).

Selv om det bygges ut større produksjonskapasitet, vil en ikke unngå prisfluktuasjoner. Dette skyldes den store variasjonen i vanntilførsel og begrenset lagrings- og overføringskapasitet. Prisene vil da variere for å sikre likevekt mellom tilbud og etterspørsel til enhver tid og driftkostnaden ved vannkraftproduksjon er svært små. Alternativet til å la prisen gå ned med stor vanntilførsel ville være å la store mengder vann renne forbi driftsklare maskiner og rett i havet slik tilfellet var før dereguleringen i 1991. Dette var ren sløsing. Etter dereguleringen tillot man prisfall i stedet for sløsing med ressursene. Alternativet til å la prisen gå opp når skranker oppstår er å rasjonere på annen måte (ren rasjonering eller mothandel – se nedenfor).

Vannkraftanleggene og forbrukerne er spredd utover landet og er forbundet med overføringslinjer og distribusjonslinjer med begrenset kapasitet. Kraftsystemet må ha likevekt mellom tilbud og etterspørsel i alle deler av markedet hele tiden. Ulike priser i ulike områder som er fysisk adskilt gjennom nettbegrensninger vil sikre markedsklarering på en effektiv måte. Om prisene er ulike over lenger tid, gir det investerings signaler til ny overførings- og produksjonskapasitet og til forbruksreducerende tiltak. Investerings vil bidra til å redusere prisforskjeller mellom områder. Fra 2007 til 2010 har det vært til dels betydelige prisforskjeller mellom spesielt Sør-Norge og Nord-Norge i kortere perioder (timer, dager), mens den gjennomsnittlige prisforskjellen over hele året har vært relativt liten, se Bye (2011). Prisforskjellene har imidlertid vært for små eller vart i for korte perioder til å kunne forsvare store nettutbygginger. Figur 5 viser at svingningene i månedspriser klart overskygger prisforskjeller mellom områder. Variasjonen i månedspriser skyldes i hovedsak tilsigsforholdene i vannkraftmarkedet i kombinasjon med overføringsskranker mot utlandet, se Førsund (2007).

Hva var det så med dette kraftmarkedet som kunne gi så store prisforskjeller som vi hadde i fjor vinter?

Perioden desember 2009 til mars 2010 var preget av sterk kulde og dermed svært høy etterspørsel. Spesielt var det kaldt i de nevnte dagene og timene. Tilbudssiden var heller

ikke normal. I Sverige var store deler av kjernekraftkapasiteten ute av drift og det var unormalt lite vann i vannmagasinene. Med mer etterspørsel og mindre tilbud vil prisen gå opp, se figur 2 – men hvorfor så mye? På tilbudssiden var det ikke mer å ta av (figur 1), og på etterspørselsiden var det liten tilpasning til eskalerende priser (bratt etterspørselskurve i figur 2).

Det tredje forholdet som bidro til de høye prisene var at Norden ble delt inn i to prisområder. Sør-Norge hadde om lag normal pris, mens de høye prisene slo ut i resten av Norden. Forskjellen skyldes kapasitetsbegrensninger i overføringsnettene mellom områdene, se figur 3. Slik områdene var definert var det ikke fysisk mulig å overføre mer kraft fra lavprisområdet til høyprisområdet. Grovt sett kan vi si at begrensningene lå to steder – Haslesnittet som overfører kraft fra Sør-Norge til Sverige og i forbindelsen mellom Sør-Norge og Nord-Norge.

Gitt historien over kan man stille flere viktige spørsmål til hvordan kraftmarkedet fungerte:

- 1 Benyttet eierne av kjernekraften markedsrett og reduserte produksjonen med vilje slik at prisene eskalerte?
- 2 Ble overføringsnettene utnyttet optimalt?
- 3 Hvorfor var fleksibiliteten så liten på etterspørselsiden og kan denne bedres?
- 4 Hvorfor var fleksibiliteten på tilbudssiden så liten og hvordan kan denne bedres?

Med utgangspunkt i de ekstreme pristilfellene i fjor vinter, ble det satt ned et ekspertutvalg som skulle studere driften av kraftsystemet. Bye-utvalget; Bye, Bjørndal, Doorman, Kjølle og Riis (2010) la fram sin rapport 3. november 2010. Dette utvalget belyser flere av disse spørsmålene inngående.

Med hensyn til punkt 1) er Bye-utvalgets vurdering at eierne ikke utøvde markedsrett. Kjernekraften var ute fordi produsentene hadde tekniske problemer. Når det gjelder de andre spørsmålene, vil vi diskutere disse i de følgende avsnittene.

2. BLE OVERFØRINGSNETTET UTNYTTET OPTIMALT?

Som nevnt over var overføringsforbindelsen mellom Sør-Norge og Sverige og mellom Sør-Norge og Midt-Norge full på de kritiske tidspunktene, noe som ga to prisområder. Prisen spiller en viktig rolle ved at den forteller markedet om kostnaden i det området man befinner seg og ikke

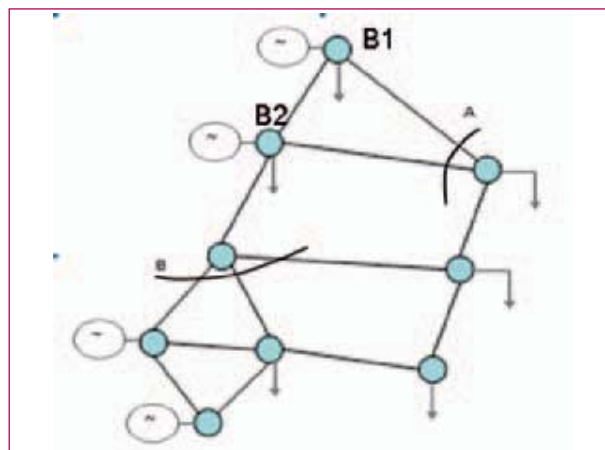
minst; den ber markedet om hjelp til å fikse klareringen. Desto større fleksibilitet i markedet, desto mindre blir prisforskjellene mellom markedene.

Om prisene ikke spiller denne rollen så må andre mekanismer sikre likevekt, for eksempel direkte rasjonering eller gjennom såkalte motkjøp. Motkjøp betyr at systemoperatøren, i dette tilfellet Statnett, henvender seg til noen tilbydere og evt store etterspørere og ber dem om å øke produksjonen/ redusere etterspørselen mot at de får betalt for dette. Kostnaden Statnett får ved dette legger de på nett-tariffen. Altså blir kostnadene spredd over alle forbrukerne uten at disse har mulighet til å påvirke omfanget. Videre innebærer motkjøp mot få deltakere at den fulle fleksibilitet i markedet ikke utnyttes. Kostnaden blir dermed unødvendig høy.

I dagens reguleringsregime deles markedet inn i noen på forhånd grovt definerte områder. Overføringsforbindelsen mellom Sør-Norge og Sverige ligger mellom to slike områder. Snittet kalles ofte Hasletrappen, fordi overføringskapasiteten fra Sør-Norge til Sverige trappes ned når temperaturer på Østlandet synker og forbruket stiger, se nedenfor. Det var her at den viktigste skranken oppsto vinteren 2009/2010.

Bye-utvalget peker på to fundamentale problemer med Statnett sin måte å fastsette overføringskapasitet på: i) problemer i selve fastsettingen av kapasiteten mellom to områder og ii) problemer med sikring av kapasitetsutnyttningen internt i områdene.

Figur 6. Illustrasjon av nodeprising

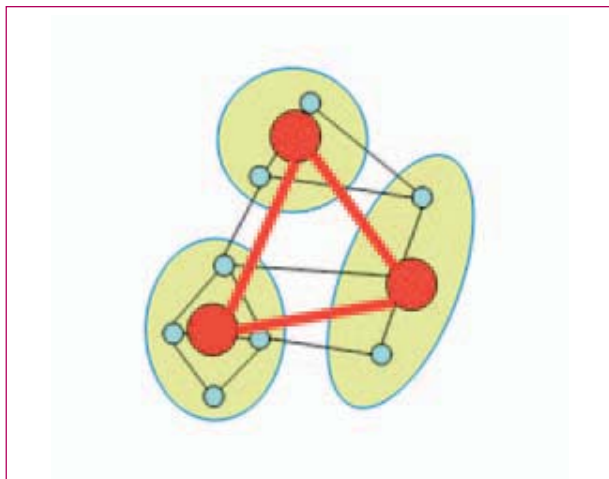


La oss først se på problemet med å fastsette kapasiteten mellom områder. Figur 6 og 7 illustrerer denne problemstillingen. Figur 6 illustrerer et nett som i eksempelet består av 9 noder (se kulene), hvor det både kan mates inn kraft fra produsenter og tas ut kraft av forbrukere. Mellom

disse nodene går det kraftlinjer som hver for seg har en gitt kapasitet. Anta for enkelhets skyld at vi kun ser på de tre øverste nodene (A, B1, og B2), at B1 og B2 er produksjonsnoder og A-noden er forbruksnode. Anta videre at effektkapasiteten på alle tre linjene som går mellom B1, B2 og A er 600 MW og at etterspørselen er 1200 MW i A. Da kan vi produsere 600 MW i hver av B1 og B2 og få oppfylt etterspørselen i A. Siden begge noder produserer 600 MW, vil forbindelsen mellom B1 og B2 bli nøytralisert. Alle andre kombinasjoner av produksjon i B1 og B2 vil gi mindre effekt i A.²

Hvis produksjonskostnadene i B1 og B2 er forskjellige, vil vi ved å gi kun ett prissignal som er likt for begge produsentene typisk ikke få produsert 600 MW i hver av nodene. Vi må altså sørge for forskjellige prissignaler til hver av dem om nettkapasiteten skal unyttes optimalt.

Figur 7. Illustrasjon av områdeprising



I stedet tar dagens system utgangspunkt i at flere noder samles i *områder*, se de små kulene som samles i noen større i figur 7. Innenfor de store områdene er prisene like.

Mellom de store områdene definerer man noen overføringskapasiteter som skal representere den samlede kapasiteten i flere linjer som går mellom områdene. Dette er tenkte kapasiteter da de ikke representerer en fysisk linje mellom områdene. Disse virtuelle overføringskapasitetene beregner Statnett hver dag i forkant av at budene leveres Nord Pool Spot. Nord Pool Spot benytter disse i sin beregning av markedsklarering og områdepriser. Som forklart

ovenfor vil kapasiteten i en linje avhenge av inn- og utmatningen i alle nodene. Det er ikke kjent før budene er gitt og markedsklareringen regnes ut.

To hovedpoenger er viktig. *For det første* vil inn- og utmatningen i hver node generelt variere fra time til time avhengig tilbud og etterspørsel. Statnett sin antagelse ved beregning av kapasiteten er derimot forenklet sagt at i morgen blir som i dag med noen mindre korreksjoner. *For det andre* påvirkes tilpasningen av det prissignalet man får i hver node. I dagens system får alle noder i et område det samme prissignal. Dermed blir ikke kapasitetsutnyttelsen optimal hverken mellom områder eller internt i områder. Dette er hovedankepunktet mot dagens ordning. I stedet foreslår Bye-utvalget å gå over til en nodeprismodell som beskrevet i figur 6 over.

Overføringsnett og de høye kraftprisene

Hvilken betydning hadde så inndelingen av markedet for de ekstreme utslagene i kraftprisene vi hadde i fjor vinter? Da er vi tilbake til Hasletrappen. I forkant av markedsklareringen måtte Statnett gi Nord Pool Spot en kapasitet på denne overføringslinjen, som de kunne benytte i sine beregninger av markedslukevekten. I Oslo-området kommer kraften inn fra vest via tre hovedlinjer. Siden det var kaldt, antok man at etterspørselen i Oslo ville være så stor at det ikke ville være kraft igjen fra vest til å sende til Sverige gjennom Hasleforbindelsen. Kapasiteten på denne forbindelsen ble satt til null, og vi fikk effektive prisområder. Med nodeprising kunne en ha gitt forskjellige prissignal til hver av de tre linjene inn mot Oslo, den samlede kapasiteten inn mot Oslo-området kunne ha økt og man kunne sette kapasiteten i Hasle større enn null. I de aktuelle høypris-timene var tilbuds- og etterspørselskurvene svært bratte (figur 2 og figur 3). Da kunne bare små endringer i linjekapasiteter (her ville vi få økt tilbud til Sverige gjennom Hasleforbindelsen) ha redusert prisforskjellene betraktelig, kanskje fjernet dem helt, se Gaia (2010). En optimal kapasitetsfastsettelse i perioder med anstrengte markeder er helt fundamentalt for å unngå så høye priser i enkelte områder som vi hadde i fjor. Det vil man oppnå på en bedre måte med nodeprising enn med områdeprising.

Flere prisområder vil altså lede til mindre prisforskjeller – ikke større som noen hevder i debatten. Bratte tilbuds- og etterspørselskurver er ikke bare et problem, men gir også signal om at litt bedre kapasitetsutnyttelse kan ha store effekter for utjevningen av priser, og for å få lavere priser.

² Her er det mange andre fysiske forhold som resistans, redundans, loop-flow etc som kompliserer bildet, men det er nok å akseptere at slik er det for det videre resonnementet.

Før vi går videre på de andre punktene 3) og 4), vil vi diskutere noen av betenkelighetene mot nodeprising som ble fremmet i forbindelse med fremleggingen av Bye-utvalget.

a) Mer markedsrett med nodepriser?

I dagens norske kraftmarked er det betydelig konsentrasjon av eierskap, som gir grunnlag for utnyttelse av markedsrett (å redusere produsert volum og øke pris). Når markedet er fullt integrert og det er ledig overføringskapasitet mellom områder i Norge og mellom Norge og utlandet, er konkurransen så stor at dette neppe er et problem. Når markedet deles opp og det blir få aktører i områdene øker det potensielle problemet. I et vannkraftsystem er det imidlertid ikke like lett å utnytte markedsrett som i andre markeder, da total energimengde (og dermed kraftproduksjonen over en periode) er gitt gjennom nedbøren. Det er heller ikke tillatt å slippe vann forbi turbiner. Dette overvåkes av NVE. Muligheten er da å «flytte» vann fra perioder med liten elastisitet i etterspørselen til perioder med stor elastisitet (se for eksempel Johnsen og v.d. Fehr (2002)). Om produsenten skal tjene på dette må han kjenne elastisitetene på de to tidspunktene, og det i seg selv er ikke trivielt.

La oss likevel anta at det er mulig å utnytte slik markedsrett. Da er denne muligheten strukturell, altså knyttet til eierskap innenfor lukkede områder/noder. Etter Bye-utvalgets mening er det ingen prinsipiell forskjell med hensyn til markedsrett i en nodeprismodell og en områdeprismodell. Hvis det er kapasitetsproblemer mellom noder i et områdesystem, må nettoperatoren løse dette problemet enten ved *motkjøp* eller *rasjonering*. I motkjøpsordningen, møter man den aktøren som har markedsrett. I nodeprismodellen møter man hele markedet. Hele markedet er mer fleksibelt enn enkeltaktører, og desto mer fleksibelt marked, desto mindre mulighet til å utnytte markedsrett. Det tilsier at en nodeprismodell er bedre rustet til å møte markedsrettproblemet enn en områdeprismodell.

Videre er det lettere å avdekke hvem som eventuelt utnytter markedsrett om man har én node med én produsent, og hvem som da risikerer de sanksjoner dette kan medføre. På grunn av eierkonsentrasjonen i det norske kraftmarkedet overvåker Konkurransetilsynet denne bransjen intensivt. Markedsrett er altså et strukturelt problem og må møtes med strukturelle tiltak. Noen eksempler på slike tiltak er å i) splitte kapasiteten i anlegget mellom ulike eiere, ii) sørge for at andre eiere får konsesjon når ny kapasitet skal bygges i området iii) stimulere til mer fleksibel etterspørsel, og iv) utvide nettkapasiteten eller øke

kapasitetsutnyttningen i eksisterende nett. Det siste vil bli bedre ved nodeprising enn områdeprising som vist over.

I de fleste potensielle noder i et norsk nodeprissystem vil det bare være én produsent. Normalt kan imidlertid ikke den ene produsentens monopolrett benyttes. Fra en ren produksjonsnode er nettkapasiteten alltid like stor eller større enn produksjonskapasiteten i noder. I en blandet node (produksjon og forbruk) er kapasiteten normalt minst like stor som det største av maksimalforbruket og maksimalproduksjonen. Er nettkapasiteten så stor, kan den lokale produsenten uansett ikke forlange en høyere pris enn importkonkurransen til noder hvis han skal få solgt kraft. Normalt er det først når vi aggregerer noder opp til et anmeldingsområde at nettkapasiteten til og fra området ikke alene kan dekke etterspørselen ved import. Dersom én aktør har all produksjon i en rekke nabonoder, kan dermed importkonkurransen bli relativt svak. Nodepriser øker altså ikke problemet med markedsrett men kan tvert imot redusere dette problemet. Prinsipielt er problemet strukturelt og tilstede både i nodeprismodellen og i områdeprismodellen.

b) Større usikkerhet?

Siden markedet blir mer oppdelt, vil innføring av nodepriser i utgangspunktet gi mange flere priser i kraftmarkedet enn det vi har i dag. I den forstand kan man si at nodeprising vil gi større usikkerhet for aktørene siden det blir flere områder og flere priser å forholde seg til.

På den annen side vil nodeprising sikre en mer effektiv utnyttelse av nettet, jfr. at kapasiteten i nettet samlet sett blir høyere om nodene får ulike prissignaler. Selv om vi får flere priser med nodeprising, vil *prisforskjellene bli mindre*. I den forstand vil usikkerheten minske for aktørene.

Et viktig moment er at man i dagens grove prisområdemodell innimellom må dele opp i flere områder for å kunne løse kapasitetsproblemer. For eksempel delte man først opp Sør-Norge i to områder i januar 2010 og ytterligere i tre områder i mars 2010, midt i vandisponeringssesongen for aktørene. Dette innebar en ekstra usikkerhet ved at spillereglene ble endret. Denne usikkerheten vil man unngå med en nodeprismodell.

I dagens marked tilbys ulike instrumenter for å håndtere usikkerhet. Man har finansielle futures og forward markeder for å håndtere usikkerhet om verdien av vannet framover i tid, og man har CFD-er (contracts for differences) for å håndtere differanser mellom systemprisen og

områdepriser. I beregningen av systemprisen tas det ikke hensyn til nettskranker. Om det er grunnlag for å forsikre seg mot den usikkerhet som oppstår i et nodeprissystem, vil det dukke opp tilsvarende sikringsmarkeder. En kan tenke seg mange typer «CDF -er» hvor referanseprisen kan være systempris, alternativt et aggregat av nærliggende nodepriser eller lignende. Om ingen er villig til å overta risikoen for en annen ved slik prisusikkerhet, vil ikke slike sikringsmarkeder oppstå. Da kan et alternativ være å sikre seg fysisk gjennom faste kontrakter.

Et siste moment er at eventuelle kostnader som oppstår på grunn av usikkerhet ikke blir borte selv om man skjuler disse i en områdepris. Det betyr bare at nettoperatoren må dekke kostnaden ved at motkjøpsordningen blir påvirket av en adferd som ikke er i tråd med den underliggende usikkerheten.

c) Vi går mot utviklingen i Europa?

I dag beregner Nord Pool Spot markedsprisene i Norden basert på tilbud og etterspørselsbud i områdene. Det er for tiden på gang et arbeid i Europa i retning av å lage en felles algoritme for å regne ut markedspriser basert på bud fra Norden og andre europeiske land samlet. Foreløpig er utviklingen i Europa preget av relativt begrensede overføringskapasiteter mellom land. Tankeprosessen om systemer for å håndtere nettskranker beveger seg imidlertid mer og mer i retning av flere og flere områder. I den forstand er utviklingen i tråd med forslaget om nodeprising.

Parallelt med dette arbeides det med å endre metoden for fastsettelsen av overføringskapasitet mellom områdene på Kontinentet. Dagens metode er i liten grad utformet for å maksimere kapasitetsutnyttelsen, den legger større vekt på at en tildelt kapasitet skal kunne leveres uansett tilstand og drift i kraftsystemet. En modell som i større grad tar hensyn til den faktiske flyten i nettet åpner for å sette kapasiteten høyere. En slik flytbasert tilnærming ligger nok noen år frem i tid på Kontinentet, men det ryktes at foreløpige simuleringer antyder at dette alene vil være et tilstrekkelig tiltak for å fjerne de fleste prisforskjeller. Igjen vil dette da være i tråd med Bye-utvalgets vurderinger om at jo mer man tar hensyn til hele fysikken i selve markedsklaringen jo bedre kapasitetsutnyttelse, og jo færre skranker vil man støte på.

Sverige har nettopp vedtatt å gå fra ett område til fire områder etter en sak i EU-kommisjonen der Sverige ble beskyldt for å benytte nedskalering av nettkapasiteten mellom Sverige og Danmark for å løse interne flaskehalser i Sverige. Dette

påførte Danmark store økonomiske tap i flere år. En bedre områdeinndeling i Sverige er derfor sterkt å anbefale for å oppnå en bedre samlet utnyttelse av overføringskapasiteten i det svenske og nordiske kraftsystemet. Argumentasjonen som nå brukes for dette er helt parallell til argumentasjonen om ytterligere inndeling og nodeprising.

Europa ligger etter Norge på dette området. En europeisk algoritme for beregning av markedspriser kan kombinere to hensyn, et felles litt grovere opplegg for Europa og en mer detaljert område/nodeinndeling av Norden. En mer detaljert inndeling av Norden vil gi effektivitetsgevinster for dette området, bedre utnyttelse av nettforbindelsene mellom Norden og Europa og dermed mer effektiv utnyttelse av den samlede kapasiteten i Europa. Altså en fordel for alle.

d) Vanskeligere å beregne vannverdier?

Nodeprising er forsøkt i simuleringsmodeller hvor man påpeker store effektivitetsgevinster og det er tatt i bruk i flere markeder, blant annet PJM (Pennsylvania, Jersey and Maryland) i USA. PJM markedet fungerer utmerket (se Bye et al (2010)). En innvending mot denne sammenligningen er at PJM er et termisk varmekraftsystem basert på kull etc, mens det norske markedet er vannbasert. I et vannbasert system optimaliseres bruken av vannet over tid ved at man beregner såkalte *vannverdier* – verdien av vannet til kraftproduksjon på ulike tidspunkter og steder. Beregningene baseres på antagelser om fremtidig vanntilførsel (om man for eksempel forventer mye regn, vil verdien av å lagre vannet falle) og fremtidig etterspørsel (om en forventer kaldt vær og økt etterspørsel vil vannverdien øke). De ulike aktørene bruker ulike metoder og antagelser for å beregne sine egne vannverdier, og man benytter sannsynlighetsfordelinger for de variable som gjerne er brukerspesifisert. Tatt i betraktning de store usikkerhetene knyttet til å anslå sannsynlighetsfordelinger for fremtidig etterspørsel, vanntilførsel og evt nettskranker generelt synes den usikkerhet som følger av nodeprising tross alt å være underordnet. I dagens system må man prinsipielt også anslå verdien av nettskranker for å kunne anslå de lokale vannverdiene. Denne er ikke transparent i motkjøpsordningene som nyttes for å løse skranker innen et område. Igjen er det altså vanskelig å se at innvendingen som reises mot utvalgets forslag om nodeprising er av fundamental karakter, og i hvilken retning den i så fall ville slå ut.

Så til det andre spørsmålet om markedets funksjonsmåte:

3. HVORFOR VAR FLEKSIBILITETEN PÅ ETTERSPORSSELSIDEN SÅ LITEN OG HVORDAN KAN DENNE ØKES?

Fleksibilitet på etterspørselsiden henger sammen med fire fundamentale forhold.

For det første vil *den fysiske muligheten til å redusere forbruk* henge sammen med tidligere investeringsvalg. Har vi alternativer til elektrisk oppvarming, har vi noen muligheter til å stenge av noen rom når kraftprisen øker, eller har vi andre muligheter for redusert forbruk? De investeringene vi har gjort på disse områdene henger sammen med blant annet tidligere og forventede energipriser. Med små prisvariasjoner over tid vil det generelt være mindre lønnsomt å investere i løsninger som øker den teknisk fleksible muligheten enn om prisvariasjonene er større. Det er mer lønnsomt å investere i muligheten til å gå ut av kraftmarkedet om kraftprisene varierer.

For det andre påvirkes fleksibiliteten av *insitamentene til å endre adferd*. For de som har faste priskontrakter spiller det ingen rolle hva markedsprisen er til enhver tid. Med løpende priskontrakter knyttet til spot-prisen vil det generelt kunne lønne seg å redusere forbruk ved økende pris. Likevel er nytten av dette begrenset dersom forbruket ikke måles og avregnes løpende. I dag måles og avregnes forbruket som et gjennomsnitt over en lengre periode (f.eks måned/kvartal) og til en gjennomsnittspris. Da var det svake insentiver til å redusere forbruket 17. desember 2009 kl 9. Det ble tidligere vedtatt at automatiske målesystemer (AMS) kombinert med timesavregning skulle installeres innen 1918. Bye-utvalget foreslo at dette måtte fremskyndes. For deler av landet (Midt-Norge) har man da også fremskyndet dette kraftig (2013) etter at vi la fram vår rapport og for resten av landet skal det nå innføres innen 2016. Dette antas å øke fleksibiliteten og dermed bedre funksjonsmåten i kraftmarkedet slik at de høye prisperiodene kan minimeres. Noen har forsøkt å beregne hva vi kan spare på dette. Dette innebærer at man både må beregne hva prisen ville være før innføringen og hva prisen blir etter innføringen. Vi må altså huske at en viktig effekt av selve innføringen er et mer fleksibelt marked og dermed jevnere priser enn vi ellers ville hatt. En ren ex post betraktning er altså ikke tilstrekkelig for å beregne den samfunnsøkonomiske verdien av dette.

For det tredje påvirkes fleksibiliteten av *bevisstheten om mulighetene* til å redusere strømutgiftene. Stabile priser gir mindre insitamenter til å følge med på endringer i kraftmarkedet. Mer fleksible priser vil øke sparemulighetene i

forhold til transaksjonskostnadene og dermed bedre prisresponsen. Et eksempel kan klargjøre dette: Kraftintensiv industri har kontrakter om både pris og volum på levering av kraft. Når prisen stiger godt over kontraktsprisen, kan det lønne seg for industrien å selge kraft tilbake til markedet. Selv om dette var svært lønnsomt 17. desember 2009, skjedde det ikke. Industrien hadde rett og slett ikke oppmerksomhet rettet mot denne muligheten. 8. januar 2010 reagerte de litt og 22. februar 2010 reagerte de mer. Her oppsto en læringseffekt. Når prisvariasjonen økte oversteg gevinsten transaksjonskostnaden ved å følge med og handle. Utvalget foreslår derfor at man bør se på om man kan få inn pris og volumkontrakter i større deler av markedet. Utvalget understreker også at læringseffekter er nok en grunn til at prisen bør få variere både i tid og rom, noe som er i tråd med forslaget om nodeprising.

Fleksibiliteten påvirkes også av at *budene gis på vegne av forbrukerne*. På Nord Pool spot byr for eksempel kraftleverandører på vegne av større forbrukergrupper, som har ulike typer kontrakter med kraftleverandørene. Leverandørene må anta noe om hvordan forbrukerne reagerer når prisen går opp og ned. Leverandørens innsikt om dette er selvsagt mangelfull, spesielt gjelder dette når prisen avviker svært mye fra det normale. I de aktuelle høypristimene skrudde flere kunder ned forbruket kraftig, selv om dette var irrasjonelt siden de verken ble målt eller avregnet i henhold til forbruket de enkelte timene. Aktørene som handlet på vegne av forbrukerne tok også feil, vi var faktisk mer fleksible enn de trodde. Hadde leverandørene bydd inn i henhold til faktisk fleksibilitet, ville prisen blitt lavere. Dette betyr isolert sett at aktørene bør ta hensyn til at vi er mer fleksible på høyere prisnivåer enn de tidligere trodde. Denne læringseffekten blir sterkere etter hvert som vi får mer erfaring med varierende priser. Videre vil en framskynding av AMS-systemer gi økte insitamenter til fleksibilitet som aktørene i neste omgang kan ta med i sine bud.

4. HVORFOR VAR FLEKSIBILITETEN PÅ TILBUDSSIDEN SÅ LITEN OG HVORDAN KAN DENNE BEDRES?

Som nevnt foran ville tilbudssiden i det anstrengte området (Midt- og Nord-Norge, Sverige) vært større om nettkapasiteten i Hasletrappen kunne ha trukket på en nodeprismodell. Utover dette er det flere forhold på tilbudssiden som antyder at fleksibiliteten kan bedres.

Siden kraftmarkedet må være i perfekt likevekt hele tiden er en times oppløsning for markedsklareringen for grov. Man har flere mekanismer for å håndtere dette. En av dem er

regulerkraftmarkedet (RK-markedet). Dette er et marked som åpnes kl 19.30 hver dag – dvs 7.30 timer etter budgivningen i elspotmarkedet. I dette markedet deltar produsenter og store forbrukere som kan regulere produksjon/forbruk opp og ned med 15 minutters varsel og opprettholde endringen ut resten av den aktuelle driftstimen. Budene kan endres inntil 45 minutter før driftstimen. Det er to viktige forskjeller på elspot og RK-markedet. For det første kjenner man prisen i elspotmarkedet ved bud i RK-markedet og for det andre vet aktørene noe mer om markedet siden de er nærmere driftstimen. Altså har RK-markedsdeltakere bedre informasjon om markedet. Det forklarer at prisen i regulerkraftmarkedet vanligvis varierer noe rundt elspotprisen. I de aktuelle tidspunktene i 2009 og 2010 ga prisklaring i RK-markedet en pris som var om lag normal (40–50 øre/kWh) mens elspotprisen var 30 ganger høyere. Dette gjenspeiler at tilbudskurven var ekstremt lite fleksibel i disse timene, så det å «ta feil» på hvor tilbudet lå hadde en ekstrem prisseffekt. Kun en liten volumendring, som vi fikk i RK-markedet når informasjonen var bedre nærmere driftstimen slo altså drastisk ut.

Videre opereres det med *reservekraft*. Priser i området 12 kr/kWh tilsier at markedet var i nærheten av å ikke oppnå markedsklaring. Tilbuds- og etterspørselkurvene var så bratte at skjæringspunktet ikke fantes. I slike tilfeller ber Nord Pool etter mer kapasitet enten på overføringsnettet (for eksempel fra Statnett) eller fra reservekraftverkene som står der kun for slike situasjoner. I de aktuelle situasjonene aktiverte man reservekraft. Reservekraften kommer da inn til en pris som er lik det siste tilbudet i elspotmarkedet. Hadde dette vært en marginal endring kunne man si at det var greit, men oppstart av reservekraft er en diskret beslutning om en viss mengde – nærmest alt eller intet.

I situasjoner med svært bratte kurver vil små volumendringer slå ut på prisen, se figur 1 og figur 2. Hadde man budt kraften inn i det ordinære markedet på høye prisnivåer, ville prisen i elspot falt betydelig. Dette er eksempler på at fleksibilitet på tilbudssiden kan økes og bidra positivt til klarering av markedet til lavere priser.

5. OPPSUMMERING

Over det siste tiåret har prisen i kraftmarkedet blitt om lag fordoblet. Likevel er prisen lavere enn kostnaden ved å bygge ut ny kraft. På tross av dette har myndighetene innført et sett av virkemidler som vil redusere kraftprisene framover. I verste fall kan kapasitetsøkningen bli så stor og føre til så stort gap mellom prisene og kostnadene ved å bygge ut ny kraft at politikerne må reversere. En stadig endring av rammebetingelsene er svært uheldig for slike

markeder. Dessuten er det uheldig at man ser på den enkeltes kraftforbruk som et kollektivt gode som betales over skatteseddelen. Dette stimulerer til økt forbruk, og de kollektive subsidiene tilfaller de som bruker mest energi.

I et marked som kraftmarkedet som er så sterkt preget av infrastruktur (små driftskostnader, høye investeringskostnader og begrensede kapasiteter) må en forvente at kapasitetsgrenser nås innimellom. Det er altfor kostnadskrevende å unngå dette. I et system med kapasiteter er det viktig at vi har et marked som sørger for å utnytte disse kapasitetene optimalt. Da må prisen gjenspeile slike kapasitetskostnader. Spesielt i kraftmarkedet hvor det må være likevekt hele tiden er det viktig at vi tar i bruk alle muligheter for å hjelpe markedet å fungere i slike situasjoner. Det gjør vi best ved å sende signaler om skranker til aktørene. Her burde prisenes rolle som gode informasjonsformidlere være opplagt. Et nodebasert system for kraftomsetning og prising vil styrke disse signalene til markedet. Dessuten, for at markedet skal få signaler om lønnsomheten i å investere i fleksibilitet, må vi sørge for at de som skal reagere når vi trenger det får fornuftige signaler og muligheter til å reagere. Det gjør vi ved å fortelle dem at priser vil variere.

Bye-utvalgets forslag vil gi et resultat som tittelen på utvalgets rapport antyder: Flere og jevnere priser. Vi kan da tillegge at, siden systemet blir drevet mer effektivt, vi også vil få lavere priser enn vi ellers ville ha fått. Det blir billigere å bruke strøm i Norge.

REFERANSER:

Bye, T. , M. Bjørndal, G. Doorman, G. Kjølle og C. Riis (2010): Flere og riktigere priser – Et mer effektivt kraftsystem. OED 2009 [http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/rapporter/2010/ekspertutvalget-for-driften-av-kraft-syst.html?id=626&\[FO\]3571](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/rapporter/2010/ekspertutvalget-for-driften-av-kraft-syst.html?id=626&[FO]3571).

Førsund F (2007): Hydro Power Economics, Springer Verlag 2007

Gaia (2010): Nordic Electricity peak prices during winter 2009–2010 v. Der Fehr, Nils-Henrik og T. A Johnsen (2002) Markedsrett i kraftforsyningen, Økonomisk Forum 4, 2002

ØA (2011): Økonomisk Utsyn 2010, Økonomiske analyser 1, Statistisk sentralbyrå.

DN (2011): Blir vi lurt? Artikkel i Dagens Næringsliv 16. februar 2011